



TECHNIQUES
DE L'INGÉNIEUR

LES FOCUS
TECHNIQUES DE L'INGÉNIEUR



STOCKAGE DE L'ÉNERGIE

LE VRAI DÉFI DE DEMAIN

septembre / 2016

SOMMAIRE

SOMMAIRE	2
INTRODUCTION	3
DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE AU STOCKAGE	4
▪ NOUVEAU DÉFI : MODERNISER LES STEP !	4
▪ LE POWER-TO-GAS, LA SOLUTION POUR STOCKER L'ÉLECTRICITÉ ?	6
▪ COUPLER STOCKAGE DE CO2 ET GÉOTHERMIE !	8
STOCKER L'ÉLECTRICITÉ EN FIN DE CHAÎNE	12
▪ CORRI-DOOR : 200 BORNES DE RECHARGE ÉLECTRIQUE RAPIDE	12
▪ LA BATTERIE DOMESTIQUE PREND SON ENVOL	14
VOIR PLUS LOIN	16
▪ A HAWAÏ L'EAU CHAUDE SERT À STOCKER L'ÉLECTRICITÉ SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE. ELON MUSK INSPIRE LES GÉANTS FRANÇAIS ENGIE ET EDF EN.	16
▪ UNE RÉVOLUTION DANS LE DOMAINE DU STOCKAGE D'ÉNERGIE SUR DES PUCES MINIATURISÉES	20
▪ LA MÖ D'EVOVELO : L'E-PLEIN SOLAIRE, S'IL VOUS PLAÎT	23

INTRODUCTION

Après plusieurs décennies d'innovations, les méthodes de production d'énergie sont aujourd'hui diversifiées et efficaces. L'enjeu désormais : l'intégration de ces énergies dans le réseau et leur stockage afin de répondre aux besoins.

DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE AU STOCKAGE

NOUVEAU DÉFI : MODERNISER LES STEP !

Les stations de pompage-turbinage sont de plus en plus sollicitées pour stocker l'électricité lors des phases de forte production des énergies renouvelables intermittentes. Elles doivent être modernisées pour mieux faire face aux fluctuations de production électrique et assurer l'équilibre fu réseau. Olivier Teller, Directeur produit chez General Electric Hydro nous éclaire ce nouvel enjeu.

Les **stations de pompage-turbinage (STEP)** ont été développées en Europe dans les années 1970, en parallèle du développement de l'énergie nucléaire. Jusqu'au début des années 2000, elles pompaient l'eau pour stocker le surplus d'électricité d'origine nucléaire dans des bassins d'accumulation, la nuit (phase de pompage). Elles la rendaient disponible pendant les périodes de forte demande la journée (phase de turbinage). « Depuis une dizaine d'années, les STEP sont utilisées de manière beaucoup plus dynamique : là où on les démarrait pendant la nuit pour pomper et la journée pour turbiner, dans beaucoup de pays, essentiellement où il y a beaucoup d'éolien, comme en Allemagne ou au Portugal, les STEP démarrent en pompage quand il y a une pointe de production éolienne et démarrent en turbinage quand il y a un creux de production éolienne », explique Olivier Teller, Directeur produit chez General Electric Hydro. « Ces systèmes qui ont été conçus pour 3 démarrages par jour, sont désormais démarrés 10 à 15 fois par jour », précise-t-il.

Mais les machines n'ont pas été conçues pour cet usage et le pompage ne peut pas être régulé en puissance : celui-ci doit se faire à pleine puissance lorsqu'il est activé. C'est un problème dans les pays qui commencent à avoir un fort taux de pénétration d'énergies renouvelables intermittentes. « Si une STEP peut généralement turbiner entre 50 et 100 % de sa puissance, une machine conventionnelle ne peut pas réguler sa puissance en mode pompage »,

nous éclaire Olivier Teller. Tout l'enjeu est de moderniser les STEP pour permettre de les opérer à vitesse variable et ainsi mieux intégrer les énergies renouvelables intermittentes sur le réseau. « Une STEP à vitesse variable peut descendre jusqu'à 30 % de sa puissance en turbinage. En pompage, elle peut varier sa puissance entre 70 et 100 % », précise l'expert.

Le Projet européen eStorage s'intéresse à la conversion des machines existantes en machines variables. Son objectif est d'évaluer les solutions technologiques pour mettre à niveau 75 % des STEP européennes. « Pour rendre des machines plus flexibles, il existe 3 options : améliorer la conception de la turbine pour qu'il y ait moins de vibrations, rendre plus robuste la turbine pour qu'elle résiste mieux aux vibrations, ou mieux piloter la turbine pour enregistrer l'usure de la machine et informer l'opérateur des maintenances à réaliser », détaille Olivier Teller. « Pour passer en vitesse variable, il faut changer l'alternateur de la station. L'investissement nécessaire représente environ 10 % du coût d'investissement dans une nouvelle centrale ». La première STEP à vitesse variable a été introduite en Europe en 2004. Deux stations sont actuellement en construction en Suisse et une au Portugal.

Malgré tout, les opérateurs qui ont besoin de faire de la régulation, mais n'ont pas le temps d'entreprendre les travaux, font tourner les pompes et les turbines en même temps. Dans ce cas, certains producteurs utilisent simultanément certaines de leur turbines et d'autres pompes : le pompage se fait à pleine puissance et la puissance de turbinage est régulée en fonction des besoins. C'est notamment le cas en Allemagne et en Autriche, « Ce n'est pas le cas en France, car les énergies intermittentes sont encore très minoritaires. Mais si on continue leur développement, le besoin va se faire sentir de plus en plus », prévient Olivier Teller.

Comment s'assurer que le revenu ne baisse pas ?

Si les turbines des STEP tournent moins, le revenu devrait baisser. Mais ce serait oublier que les STEP bénéficient de plusieurs sources de revenus : certes, elles vendent l'électricité sur le marché de l'électricité, mais elles jouissent aussi d'un marché de la puissance. Le marché d'ajustement de la puissance est piloté par les opérateurs qui cherchent à vendre de la régulation de puissance primaire, secondaire ou tertiaire. Car à tout moment, la production électrique doit être égale à la consommation sur le réseau.

En France, RTE assure en temps réel cet équilibre et tient compte des aléas de consommation ou de production. Pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande, RTE doit disposer en temps réel d'une réserve d'ajustement de puissance, à la hausse comme à la baisse. Il existe trois types de réserves qui peuvent être sollicitées successivement : les réserves primaires et secondaires qui permettent d'augmenter ou de diminuer automatiquement la production des centrales et les réserves tertiaires sollicitées par RTE pour modifier très rapidement leur programme de fonctionnement prévu. Les plus gros acteurs sur ce marché sont les barrages et les turbines à gaz : une STEP peut déjà passer de 50 % à 100 % de sa capacité en moins de 15 secondes, alors qu'une centrale gaz demande plusieurs minutes. « En Allemagne, par exemple, les STEP sont déjà passées d'une rentabilité basée sur le prix de l'électricité à un modèle de vente de services de réglage de puissance pour combler les variations de la demande dues à la production intermittente », assure Olivier Teller.

Par **Matthieu Combe**, journaliste scientifique

26/04/2016

LE POWER-TO-GAS, LA SOLUTION POUR STOCKER L'ÉLECTRICITÉ ?

Le Power-to-Gas fait beaucoup parler de lui pour stocker l'excédent d'énergies renouvelables variables (solaire et éolien) sous forme d'hydrogène ou de méthane. Il existe une cinquantaine de projets dans le monde, dont près de la moitié en Allemagne. Deux projets sont actuellement en cours en France : GRHYD à Dunkerque et Jupiter 1000 à Fos-sur-mer.

Le Power-to-Gas permet de **stocker l'électricité** produite par les énergies renouvelables sous forme d'**hydrogène par électrolyse de l'eau**. Cette technologie permet ainsi de compenser les aléas naturels des sources d'électricité éoliennes et photovoltaïques en stockant sous forme de gaz leur production, lorsque celle-ci dépasse la demande des réseaux auxquelles elles sont connectées. Le Power-to-Gas apparaît donc essentiel dans les scénarios ambitieux de développement des énergies renouvelables, notamment à partir de 2030. Il constitue la seule solution pour relier le réseau d'électricité et de gaz.

Plusieurs formes de Power-to-Gas sont possibles !

L'**hydrogène** produit par Power-to-Gas peut être utilisé pour différentes applications. Il peut soit être injecté directement tel quel dans le réseau de gaz, jusqu'à près de 20%, soit être combiné à du gaz naturel pour former le carburant Hythane© (mélange de 80 % de méthane et 20 % d'hydrogène). Ces deux formes de valorisation sont étudiées dans le cadre du **projet GRHYD** à Dunkerque, pour alimenter 100 logements grâce au *Power-to-Gas* et faire rouler plusieurs dizaines de bus à partir de 2017 .

L'hydrogène peut aussi être utilisé pour alimenter des véhicules à pile à combustible hydrogène ou être consommé à des fins industrielles. Il peut aussi être reconverti en électricité via une pile à combustible à un moment de plus forte demande. Cette option a été étudiée dans le cas du **projet MYRTE** en Corse. L'intérêt était d'illustrer la possibilité

d'écrêtement des pics de demande d'électricité par l'utilisation d'hydrogène produit à partir d'énergie solaire, en le reconvertissant ensuite en électricité selon les besoins.

Mais il est également possible de combiner l'hydrogène à du CO₂ issu de fumées industrielles pour la production de gaz naturel de synthèse. Ce dernier peut alors être injecté dans le réseau de distribution de gaz de façon simple et sans limite. Cette option sera étudiée dans le cadre du projet **Jupiter 1000**, le premier démonstrateur de méthanation en France à Fos-sur-Mer. Lancé fin mars pour un coût de 30 millions d'euros, l'unité de 1 mégawatt de Jupiter 1000 devrait être mise en service en 2018. Ce démonstrateur permettra d'étudier la validité technico-économique du procédé ; l'objectif étant de faire émerger une nouvelle filière de production de gaz renouvelable à l'horizon 2030.

Comment rendre le Power-to-Gas compétitif ?

Le coût de production de la filière hydrogène par Power-to-Gas est actuellement trois fois plus élevé que le prix de gros du gaz naturel, se situant aux alentours de 100 €/MWh, ce qui freine le développement de la technologie. Ce coût est néanmoins comparable à celui du biométhane obtenu par méthanisation (qui évolue dans une fourchette comprise entre 45 €/MWh et 125 €/MWh, selon la taille de l'installation et les produits méthanisés).

Le principal frein au développement du méthane de synthèse demeure son prix. Selon une **prospectivité de l'ADEME** et des gestionnaires de réseaux français GrDF et GRTgaz, parue en septembre 2014, « *En 2030, la filière hydrogène resterait environ 2 fois plus chère que les prix de gros du gaz naturel fossile selon les évolutions estimées par l'AIE (34 €/MWh PCS), et le méthane entre 2,8 et 4 fois en fonction de la technologie et de la valorisation ou non des co-produits. En 2050, les coûts de production de la filière hydrogène seraient environ 1,7 fois plus élevés que le prix*

de gros du gaz naturel fossile (avec toutes les incertitudes associées à cet horizon...), mais pourrait être compétitive si l'on intègre une taxe carbone de 90 €/tCO₂, hypothèse retenue dans le scénario AIE 450. La filière méthane de synthèse se situerait quant à elle dans une fourchette de coût entre 2 et 3,5 fois plus élevé que le prix du gaz naturel fossile. Dans ces conditions une taxe carbone de 220 €/tCO₂ serait nécessaire pour compenser l'écart du coût de production avec valorisation de co-produits, et 330 €/tCO₂ sans cette valorisation. »

Ce manque de rentabilité ne décourage pourtant pas les professionnels. En parallèle des démonstrateurs pour tester les procédés et les débouchés, les industriels réfléchissent à des modèles économiques innovants pour améliorer la compétitivité du Power-to-gas. Ils pourraient mettre en place des certificats verts pour vendre plus cher le gaz renouvelable aux consommateurs (comme c'est le cas en Allemagne). Ils cherchent également à obtenir l'exonération des taxes liée à la consommation énergétique et préconisent l'instauration d'un mécanisme pour facturer au réseau électrique le service rendu en absorbant ses surplus sur le réseau gazier.

A l'horizon 2030, l'Ademe évalue le potentiel d'électricité valorisable en France en ayant recours au Power-to-Gas à environ 2,5 à 3 TWh par an pour produire entre 1,8 et 2 TWh de gaz de synthèse. En 2050, il serait possible de valoriser entre 21 et 72 TWh d'électricité pour produire de 14 à 46 TWh de gaz de synthèse. La filière hydrogène représenterait entre 5 et 10% de la capacité installée, le reste étant réalisée par la filière méthanation pour s'affranchir des limites d'injection dans le réseau de gaz.

Par **Matthieu Combe**, journaliste scientifique

27/04/2016

COUPLER STOCKAGE DE CO2 ET GÉOTHERMIE !

Le projet « CO2-DISSOLVED » financé par l'ANR entre 2013 et 2016 a démontré la faisabilité d'associer le stockage de CO2 sous forme dissoute en aquifère salin profond et la récupération d'énergie géothermique. Une option pertinente pour les émetteurs industriels de CO2 faibles à moyens. Christophe Kervevan, coordinateur du projet, nous explique l'intérêt de ce procédé.

Dans la plupart des projets de stockage géologique, le CO2 est injecté à l'état supercritique. Plusieurs millions de tonnes peuvent alors être stockées chaque année sur un même site. Néanmoins, les sites répondant aux critères de sécurité et de pérennité du stockage pour de tels volumes sont souvent éloignés des gros émetteurs industriels, ce qui impose d'importants coûts logistiques supplémentaires liés au transport du CO2. Sans prix élevé de la tonne de CO2, ces projets restent très chers pour les industriels et peu attractifs.

« Tant qu'il n'y aura pas une augmentation significative du prix du carbone sur le marché mondial, on aura du mal à motiver un industriel à payer des millions pour se débarrasser de son CO2 », regrette Christophe Kervevan, chercheur au Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM). « Notre approche qui consiste à stocker le CO2 sous forme préalablement dissoute dans la saumure, tout en récupérant l'énergie géothermique, permet ainsi d'ajouter un bénéfice économique au bénéfice environnemental, ce qui nous semble susceptible de plus motiver les industriels », se félicite-t-il.

Le projet CO2-DISSOLVED s'est intéressé au stockage de CO2 sous forme dissoute dans des aquifères profonds salés, typiquement situés entre 1.500 et 2.000 m de profondeur. Si l'injection de CO2 supercritique permet de stocker plusieurs millions de tonnes par an, un doublet géother-

mique unique ne permettrait de dissoudre qu'un maximum de 150 000 t/an de CO2 (limite physique due à la solubilité du CO2 dans la saumure pour les débits d'eau généralement obtenus dans les doublets géothermiques). Cette option constitue donc une solution pour les petits émetteurs industriels jusqu'ici non considérés dans les projets classiques de stockage géologique du CO2. L'idée est donc d'appliquer ce nouveau concept de stockage à de tels sites industriels, à condition qu'ils soient situés au-dessus d'aquifères salins profonds. Ainsi, il n'y aurait pas à construire de longs pipelines pour transporter le CO2 jusqu'à son lieu d'injection.

Le projet a constitué un inventaire des sites industriels potentiellement compatibles avec cette technologie, c'est-à-dire émettant moins de 150 000 t/an de CO2 et situés au droit de ressources géothermales avérées. Sur les 800 émetteurs recensés en France, plus de 650 sites industriels compatibles ont pu être identifiés, notamment dans les bassins Parisien et Aquitain. Cela représente un total de 25 millions de tonnes de CO2/an, soit tout de même l'équivalent de près de 17% des émissions industrielles nationales de CO2 (données 2011 du registre français des émissions polluantes).

Quelle installation mettre en oeuvre ?

La technologie repose fondamentalement sur un doublet géothermique standard (ensemble de deux puits) qui permettra de récupérer la saumure chaude puis de la réinjecter après l'avoir chargée en CO2 dissous. Il est ainsi possible d'associer au stockage la récupération d'énergie géothermique, utilisable localement pour les besoins propres de l'industriel émetteur de CO2 et/ou pour alimenter un réseau de chaleur proche.

Le puits « producteur » pompe la saumure chaude d'un aquifère salin profond. En surface, la chaleur est récupérée via un échangeur. La saumure refroidie est ensuite réinjectée en profondeur via le puits « injecteur ». « Le diamètre intérieur du puits injecteur est typiquement de l'ordre de 20 cm, à l'intérieur duquel on ajoutera une ligne d'injection du CO₂ d'environ 1 à 2 cm de diamètre, explique Christophe Kervevan. En fonction des conditions opérationnelles, ce système permettra de contrôler le diamètre des bulles, leur densité et leur flux pour assurer de toujours rester en dessous de la limite de solubilité du CO₂ dans l'eau ».

Quels impacts sur l'aquifère ?

Ce type de stockage est beaucoup plus simple à gérer que le CO₂ sous forme supercritique. « Dans l'approche «classique», la bulle de gaz a naturellement tendance à vouloir remonter à la surface du réservoir, car elle est plus légère que l'eau. Sa migration vers les couches géologiques supérieures est bloquée par la couverture imperméable qui surmonte le réservoir mais l'augmentation de la taille de cette bulle au-fur-et-à-mesure de l'injection aura tendance à repousser latéralement la saumure initialement en place ; les impacts au niveau de l'aquifère de l'injection peuvent ainsi potentiellement se faire sentir à plusieurs dizaines de kilomètres du lieu d'injection. Avec le CO₂ sous forme dissoute et le système de doublet qui, par principe, réinjecte exactement le volume d'eau pompé, on s'affranchit de ce problème, car le CO₂ reste piégé dans la saumure. » affirme Christophe Kervevan .

Par le biais de modèles et d'expérimentations en laboratoire, le projet s'est intéressé à l'impact de l'eau enrichie en CO₂ sur la roche constitutive de l'aquifère. Des minéraux gréseux et carbonatés, caractéristiques des principaux aquifères profonds ciblés en France, ont été utilisés pour étudier les réactions chimiques induites par l'injection d'une saumure acidifiée par sa teneur élevée en CO₂ dissous. « Dans le cas des roches carbonatées (typiques d'un aquifère comme le Dogger du bassin de Paris), les résultats montrent que l'injection de CO₂ ne va pas créer une

dissolution catastrophique de la roche et une destruction du sous-sol. Les simulations les plus pessimistes ont tendance à montrer que les zones impactées par la dissolution complète ou partielle de la roche induite par la circulation de l'eau acidifiée seraient d'un diamètre de l'ordre de la dizaine de mètres. Les calculs qui ont ensuite été faits démontrent un risque extrêmement faible de perturbation mécanique induite qui pourrait être observable en surface », analyse Christophe Kervevan.

« Il n'y a rien de très dangereux : il s'agit d'un doublet géothermique basse température ($T < 90^{\circ}\text{C}$) standard, dont la technologie est parfaitement connue et maîtrisée, dans lequel l'eau a tendance à être plus agressive vis-à-vis du réservoir, en particulier si l'on travaille sur un réservoir carbonaté. La zone couverte par le panache d'eau froide et de CO₂ dissous tient dans un cercle d'un diamètre de l'ordre de 2 ou 3 km maximum autour du point central d'injection. Et l'étendue de la zone impactée par ces phénomènes de dissolution est de quelques dizaines de mètres maximum », estime le chercheur.

Quelle durée d'exploitation ?

Un puits géothermique a généralement une durée d'exploitation d'une trentaine d'années, car à force de réinjecter de l'eau plus froide, l'aquifère a tendance à se refroidir. Le panache d'eau plus froide s'étale au cours du temps et finit par atteindre le puits de production, ce qui diminue l'intérêt de l'exploitation. Avec l'injection de CO₂, on ajoute une complexité : le transfert de masse est en effet beaucoup plus rapide que le transfert thermique.

« Alors que cela prend généralement de 30 à 40 ans pour que l'eau froide commence à atteindre le puits de production, au bout de 2 à 10 ans, suivant les conditions d'exploitation, nos simulations montrent qu'on peut commencer à observer une augmentation significative de la concentration en CO₂ au niveau du puits de production (de l'ordre du 1/10ème de la concentration injectée) », prévient Christophe Kervevan. La capacité d'injection du CO₂ va donc avoir tendance à diminuer au cours du temps. « La stratégie pour améliorer la durée d'exploitation du puits géother-

mique et conserver le plus longtemps possible la capacité maximale d'injection du CO2 est d'augmenter le plus possible la distance entre les deux puits au niveau du réservoir (alors qu'en surface, les têtes de puits sont distantes de quelques mètres). Pour ce faire, il est soit possible de jouer sur les angles de forage des puits pour atteindre jusqu'à 2.000 m d'éloignement à 1.500 m de profondeur. Dans les cas où l'aquifère est moins profond, on peut également envisager d'éloigner de 1 ou 2 km les têtes de puits en surface, ce qui nécessite alors de construire un pipeline entre la sortie de l'échangeur et le puits d'injection. Il est néanmoins probable que l'arrêt de l'injection de CO2 (faute de capacité d'injection suffisante) doive intervenir avant la fin de l'exploitation du doublet géothermique », précise le chercheur du BRGM.

La technologie est-elle compétitive ?

Une évaluation économique détaillée a été menée sur le cas-test de la sucrerie-distillerie d'Artenay (Loiret). L'implantation fictive d'un système « CO2-DISSOLVED » y apparaît beaucoup plus intéressante qu'une technologie de captage-stockage de CO2 supercritique habituelle.

Pour cette usine dont les fumées issues du procédé de distillation sont à forte concentration de CO2 et ne nécessitent pas l'installation d'un système de séparation avant injection, le coût du système complet est estimé à une vingtaine de millions d'euros. Sur les 30 ans d'exploitation du doublet géothermique, la rentabilité est évidemment fortement dépendante du prix de la tonne de CO2. « Sur l'exemple d'Artenay, si la tonne de CO2 coûte plus de 30 €, il est ainsi toujours plus rentable d'associer l'exploitation géothermique à l'injection de CO2, plutôt que d'exploiter uniquement la géothermie », assure Christophe Kervevan. Suivant les scénarios d'opération sur 30 ans, le coût de la tonne de CO2 ainsi capturée et injectée varie entre 39 € dans le cas le plus favorable et 72 € avec les options les plus pessimistes, avec une moyenne à 51 €. Ces calculs économiques ne pourront néanmoins être validés que lorsqu'un pilote aura été mis en oeuvre. Dans un projet précédent, le coût de la tonne de CO2 stockée par injection à l'état supercritique avait été estimée à 89 €.

La phase suivante du projet, déjà sélectionnée pour un financement du groupement d'intérêt scientifique Géodénergies, permettra notamment de compléter les travaux scientifiques sur les interactions entre le CO2 dissous, l'eau et la roche et sur les méthodes de monitoring de l'aquifère. L'intégration d'une pompe à chaleur installée en surface en vue d'améliorer le rendement énergétique global du système sera également évaluée. L'acceptabilité sociétale et les aspects juridiques d'un tel projet seront par ailleurs étudiés. Le principal défi est désormais de trouver un site industriel pour l'implantation future d'un pilote de démonstration d'ici 2020. L'appel est lancé !

Par **Matthieu Combe**, journaliste scientifique

27/04/2016

STOCKER L'ÉLECTRICITÉ EN FIN DE CHAÎNE

CORRI-DOOR : 200 BORNES DE RECHARGE ÉLECTRIQUE RAPIDE

200 bornes de recharge rapide vont bientôt sillonner le territoire français. Ce nouveau réseau permettra de relier les grandes villes en véhicule électrique.

Corri-door, c'est 200 bornes de recharge rapide de 50 kilowatts réparties sur les grands axes autoroutiers français ou à proximité immédiate. Il est désormais possible de relier deux villes éloignées de plus de 150 km en [véhicule électrique](#), sans risquer la panne de courant. Bientôt, une borne de recharge rapide maillera les grands axes tous les 80 kilomètres.

Dans ce cas, exit la recharge lente nécessitant d'immobiliser son véhicule pendant 8 heures. Les bornes du réseau Corri-door, installées par le groupe français Cahors et exploitées par Sodetrel, filiale d'EDF, permettent de recharger la batterie d'un véhicule électrique à hauteur de 80 % en 30 minutes.

160 bornes sont d'ores et déjà installées ; parmi elles, 110 sont en exploitation commerciale. L'ensemble des 200 bornes devraient être installées et en service d'ici juin prochain. L'état d'avancement du déploiement des bornes Corri-Door peut être suivi sur sodetrel-mobilite.com.

Se rassembler pour mieux déployer les bornes

Le réseau de charge du projet Corri-Door a été reconnu de « *dimension nationale* » par une décision ministérielle du 29 janvier 2016, ce qui l'exonère de la redevance d'occupation de l'espace public. C'est une bonne nouvelle lorsque l'on sait qu'une borne de recharge rapide coûte en moyenne 40 000 euros. Le projet a nécessité 10 millions d'euros d'investissements. Il fallait donc qu'il soit porté par de grands acteurs. La Commission européenne a financé 4,85 millions d'euros dans le cadre du projet du programme Réseau transeuropéen de transport « RTE-T », le reste a été apporté par un consortium privé. L'opération

est coordonnée par EDF, sa filiale Sodetrel est propriétaire du réseau de bornes de charge et assure son exploitation. Quatre constructeurs automobiles - Renault, BMW, Nissan, et Volkswagen -, ainsi que ParisTech, participent au projet.

Plusieurs partenariats commerciaux ont été élaborés pour accueillir les bornes. A noter la présence de sociétés d'autoroute (Sanef, APRR, Vinci Autoroutes et Atlandes), d'opérateurs de distribution de carburant et d'enseignes de la grande distribution.

Il faut dire que grâce à ce nouveau maillage, les industriels espèrent faire changer d'échelle le marché de la voiture électrique. En 2015, selon l'Avere, plus de 20 000 véhicules électriques ont été immatriculés et la France compte désormais un parc roulant de plus de 65 000 véhicules électriques. Ils représentent près de 1% des immatriculations de véhicules neufs. Loin encore de l'objectif de deux millions de voitures électriques en circulation en Europe à l'horizon 2020.

Comment minimiser l'impact sur le réseau ?

Les bornes ne sont dotées que d'une seule place de stationnement. Tri-standards (AC, Combo et CHAdeMO), elles sont compatibles avec l'ensemble des véhicules électriques et hybrides rechargeables du marché qui acceptent ce mode de charge. La borne possède également une prise domestique pour la recharge lente. « *Cette prise est principalement là pour pouvoir recharger un véhicule en cas de problème technique sur la charge rapide. Si un utilisateur l'utilise alors qu'il n'y a aucun problème, la charge lui sera facturée comme une recharge rapide, car notre intention est d'encourager les utilisateurs à libérer les places après recharge* », annonce Sodetrel.

Pour minimiser l'impact sur le réseau, certaines bornes seront équipées d'un prototype de pack de « batteries

tampons » lithium-ion. « *L'intérêt est de se cantonner à un contrat de 36 kVA, sans avoir à passer à 50 kVA, car dans certaines zones rurales, le passage à un contrat de 50 kVA nécessiterait de nouvelles infrastructures qui augmenteraient encore le coût de l'installation* », explique Sodetrel. « *Si à l'avenir nous souhaitons installer une deuxième borne de charge rapide sur certaines stations, nous pourrions généraliser le système de batteries tampons pour limiter l'impact sur le réseau et les coûts d'installation* », précise la filiale d'EDF. Notons que les bornes sont alimentées à 100 % en électricité d'origine renouvelable, grâce à des certificats de garantie d'origine fournis par EDF.

Quel est le prix de ce service ?

Sans abonnement, il est possible d'utiliser les bornes du réseau soit en achetant un pass préchargé (20 euros pour 2 charges de 30 minutes) dans les boutiques de stations-service où les bornes sont implantées, soit par SMS via le numéro de téléphone indiqué sur la borne (9 euros pour une charge). Il est également possible de s'abonner pour 1 an au Pass Sodetrel pour un tarif mensuel compris entre 2 et 10 euros, en fonction de vos besoins. A 2 ou 5 euros, la recharge de 15 minutes vous coûtera 3,5 euros. La différence : la formule à 5 € comprend un temps de charge de 5h dans le réseau Sodetrel hors-Corri-door. Les gros utilisateurs préféreront la recharge à 10 € qui permet de ne payer que 1,5 € les 15 minutes. Avec cette tarification, Sodetrel prévoit une rentabilité à partir de 7 charges par borne et par jour.

Il existe une option différente : les constructeurs membres du consortium devraient proposer à leurs clients d'accéder aux bornes via leurs propres bages et leur propre tarification. Le pass Charge Now de BMW, étant géré par Sodetrel, est déjà comptable. Pour les autres (ZE Pass de Renault, ZECF de Nissan et e-pass de Volkswagen), les négociations commerciales sont en cours pour définir les tarifications et devraient aboutir d'ici l'été. Enfin, Sodetrel développe une application qui permettra d'identifier les bornes libres en temps réel et de réserver une charge. Elle permettra aussi de payer directement une charge.

Un retour d'expérience sera adressé cet été à l'Union européenne par EDF. Il orientera les modalités de déploiement ultérieur d'un réseau d'infrastructures de charge interconnectées et interopérables tant au niveau national que transfrontalier.

Par **Matthieu Combe**, journaliste scientifique

27/04/2016

LA BATTERIE DOMESTIQUE PREND SON ENVOL

Tesla veut démocratiser le stockage électrique chez les particuliers. Sa batterie lithium-ion Powerwall est la pierre angulaire de sa nouvelle stratégie. Les premières livraisons ont eu lieu en aux Etats-Unis, en Allemagne, au Royaume-Uni, en Belgique et en Australie. Schneider Electric et Mercedes-Benz veulent également s'implanter sur ce marché d'avenir.

Mettre fin au règne de la batterie domestique au plomb, voici le nouveau rêve d'Elon Musk, PDG de Tesla. Le nom donné à cette **batterie lithium-ion** de 6,4 kilowattheures (kWh), née en avril 2015 : le Powerwall. Élégante, cette batterie peut-être accrochée au mur et prend moins de place qu'un chauffe-eau électrique (1,3 m de haut, 86 cm de large et 18 cm de profondeur).

Cette batterie a deux missions : stocker le surplus d'électricité produit par vos panneaux solaires la journée et stocker de l'électricité du réseau aux heures creuses. Ainsi, l'électricité produite par vos panneaux ne sera plus injectée dans le réseau mais sera autoconsommée lorsque vous en aurez besoin. Si votre production solaire ne couvre pas l'ensemble de votre consommation, la batterie pourra également se recharger aux heures creuses, pour restituer son électricité durant les heures pleines. Pour les consommateurs les plus gourmands, il est possible d'associer jusqu'à 9 Powerwall, pour atteindre 57,6 kWh. La batterie est prévue pour une utilisation de -20 à 50°C, avec un rendement de 92,5 %.

Pour les entreprises, Tesla propose le Powerpack, une batterie d'environ 3 m³ qui stocke 100 kWh d'électricité. Vendu à 25 000 dollars l'unité, là encore le produit est modulaire : Elon Musk envisage des parcs de plusieurs centaines, voire de plusieurs milliers de Powerpack.

Un produit prometteur, mais pas encore rentable pour tout le monde

A ce jour, le Powerwall est loin d'être rentable partout. Aux Etats-Unis, il est vendue 3.000 dollars. Il faut ajouter le prix de l'installation, la pose d'un onduleur pour convertir le courant continu en courant alternatif. Le prix de l'installation complète peut alors monter jusqu'à 7.000 dollars.

Pour que le Powerwall se démocratise dès aujourd'hui, il faudrait que le coût de l'électricité du système autonome sur l'ensemble de sa durée de vie soit comparable au coût de l'électricité sur le réseau.

Mais l'intérêt de cette batterie ne doit pas être analysé que sous l'angle de la rentabilité immédiate. Car elle permet notamment d'alimenter vos appareils, sans interruption, en cas de coupure du réseau. Elle pourrait également assurer l'autonomie énergétique des sites isolés, sans batterie au plomb et sans cuve au fioul. Par ailleurs, le coût de l'électricité devrait continuer à augmenter et le prix des batteries diminuer grâce à l'augmentation des volumes de production. De quoi rendre ces batteries domestiques de plus en plus compétitives. C'est notamment le défi de l'usine de Tesla Gigafactory dans le Nevada, siège de la production des Powerwall. Enfin pour lancer le marché, ces batteries pourraient bénéficier d'aides à l'achat, comme c'est le cas pour de nombreux produits permettant une meilleure efficacité énergétique ou ayant un intérêt environnemental certain.

Des concurrents s'attaquent à ce marché

Preuve que le marché est prometteur, Schneider Electric et Mercedes-Benz ont récemment annoncé la commercialisation de batteries domestiques lithium-ion pour 2016. Comme chez Tesla, le prix de ces batteries devrait avoisiner les 500 dollars par kWh.

Composée de « lames » d'une capacité de base de 2 kWh, la batterie de l'industriel français, baptisée EcoBlade, est entièrement modulable. Plusieurs lames peuvent ainsi être additionnées pour s'adapter à différentes utilisations : batterie domestique mais également data-centers, immeubles, villages ou campus. Outre les pays développés, Schneider mise sur les pays émergents et en développement. Ces pays commencent à produire des énergies renouvelables, mais le réseau électrique y reste peu fiable. Le développement de batteries domestiques permettra d'y limiter les risques de coupures prolongées et aura des bénéfices environnementaux importants. La « *Energy Storage Home* » du groupe allemand est également modulaire : les clients pourront assembler jusqu'à huit modules de 2,5 kWh pour atteindre un total de 20 kWh.

Début février, Elon Musk a réagi à ces annonces en promettant une deuxième version du Powerwall pour juillet/août 2016. Pour le moment, on sait simplement qu'elle apportera « *un nouveau changement radical en termes de possibilités* ». Cette nouvelle version permettra-t-elle d'assurer un véritable retour sur investissement ? La guerre des prix est lancée.

Par **Matthieu Combe**, journaliste scientifique

21/04/2016

VOIR PLUS LOIN

A HAWAÏ L'EAU CHAUDE SERT À STOCKER L'ÉLECTRICITÉ SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE. ELON MUSK INSPIRE LES GÉANTS FRANÇAIS ENGIE ET EDF EN.

« *Smart Energy Home* » : le champion américain du solaire résidentiel, SolarCity, vient de lancer une offre portant sur un panel synergique : panneaux solaires PV + batterie Tesla Energy + chauffe-eau électrique intelligent + thermostat Nest. Le tout contrôlé par un gateway optimisateur.

Dans son rapport de prospective sur le thème d'une France 100% renouvelable à horizon 2050, l'ADEME a retenu les ballons d'eau chaude comme l'un des outils de modulation de la demande contribuant à l'intégration de très hauts niveaux d'énergies renouvelables fluctuantes. Ceci aux côtés des batteries des véhicules électriques.

« *L'intégralité du chauffage des ballons d'eau chaude sanitaire (chauffe-eau) du secteur résidentiel est supposé pilotable au sein d'une journée, ce qui représente 7 TWh annuels, avec une pointe à 3 GW* » souligne le rapport (page 32). Le potentiel est donc vraiment colossal. Il existe déjà en France « *une programmation statique de la consommation d'eau chaude sanitaire, sous la forme d'un système d'heures creuses et pleines* » ajoutent les co-auteurs.

Ce gisement n'a bien sûr pas échappé aux stratégies californiens de SolarCity et de Tesla Energy, entreprises fondées par le serial entrepreneur et multimilliardaire Elon Musk. Aux USA la rumeur court : tout ce que touche cet ingénieur devenu légendaire, également à l'origine de PayPal et de SpaceX, se transforme en or.

Réinventer l'eau chaude

Avec la [nouvelle offre de SolarCity](#) révélée le 24 février 2016, plus besoin d'installer des capteurs solaires thermiques sur les toits pour chauffer l'eau. Le solaire PV fait tout ! D'une pierre deux coups. Cet écosystème particulièrement judicieux permet au [solaire PV](#) en toiture de charger la batterie stationnaire de la maison, et aussi éventuellement celles des véhicules électriques du foyer : trottinette, skate, vélo, voiture. Puis de chauffer l'eau par simple effet Joule. Le ballon d'eau chaude est un système de stockage de l'énergie électro-solaire sous forme thermique. Les centrales thermodynamiques à concentration peuvent elles aussi stocker la chaleur dans l'équivalent de grands thermos à café, mais remplis de sels fondus.

Les systèmes de climatisation / chauffage sont également modulables. SolarCity a intégré le « Nest Learning Thermostat™ » à son offre. « *Baissez la température en allant vous coucher. Nest prend note et commence à mémoriser vos horaires. 20 °C l'après-midi, 18 °C la nuit. C'est réglé. Un réveil tout chaud. Si vous avez monté la température plusieurs jours de suite, Nest comprend que 20 °C est l'atmosphère idéale pour prendre votre petit déjeuner. Désormais, il chauffera la maison dès que vous vous réveillerez* » explique [le site officiel de Nest](#) (en français), une compagnie basée à Palo Alto en Californie.

L'ensemble de l'offre éco-technologique proposée par SolarCity a vocation à fournir une réponse intelligente

en fonction de l'énergie solaire disponible. Les maisons sont alors en symbiose avec leur environnement météorologique. Les solutions informatiques high-tech sont ainsi mises au service des énergies vraiment durables. L'éco-intelligence numérique permet de s'adapter à la variabilité naturelle des ressources solaires et de la demande des consommateurs. Le consommateur peut suivre en direct depuis son smartphone l'évolution de l'écosystème énergétique de sa maison.

Une batterie ayant environ 6 heures d'autonomie est classiquement suffisante pour la gestion journalière (intra-day) du solaire PV. Un back-up thermique via les microgrids locales des îles hawaïennes permet de venir en secours pour les rares longues périodes sans soleil.

Point très important dans une perspective de développement vraiment durable, le coût énergétique d'une batterie lithium (stockage électro-chimique) impacte de manière marginale, de l'ordre de -10%, le taux de retour énergétique (EROI) d'un système photovoltaïque. C'est ce qu'explique avec pédagogie le rapport (2015) de la Fondation Nicolas Hulot sur le solaire + stockage.

Eco-éthique : Elon Musk inspire les géants français de l'énergie

Parallèlement à la diffusion de la solution « Smart Energy Home » SolarCity [va également expérimenter](#) une microgrid solaire sur une île hawaïenne de 66.000 habitants, Garden Island, « l'île jardin », appelée aussi Kaua'i. Avec une centrale PV de 12 MW couplée à une batterie de 52 MWh (13 MW x 4 heures). Le tout sous la houlette de la [Kaua'i Island Utility Cooperative](#), un modèle de démocratie énergétique participative.

L'île de Kaua'i a une surface de 1430 km² et une densité de population de 45 habitants au km² contre 112 en France. 91% de l'électricité de l'île provenait de générateurs diesel et 9% de la micro hydroélectricité en 2009. En 2015 la part du diesel a été réduite à 62%, les 38% restants étant partagés entre la micro-hydroélectricité (9%), la bioélectricité

(12%) et le solaire PV (17%). Objectif pour 2023 : 50% de renouvelables. Et 100% en 2050. En janvier 2016 un maximum de 77% de solaire PV pendant 61 minutes a été réalisé sur cette île, ce qui constitue un record à l'échelle de l'ensemble des USA. Le réseau électrique de l'île a très bien supporté ces 77%.

La dynamique Tesla / SolarCity semble inspirer des acteurs français : Engie Ineo (ex Cofely Ineo) présidé par Yann Rolland a inauguré fin 2015 une « SmartGrid Solaire » à Alata en Corse (vidéo ci-dessous) : un parc PV de 4,4 MW, où des chèvres viennent s'abriter des puissants rayons solaires inondant l'île de beauté, couplé à une batterie dont la capacité de stockage est de 4,3 MWh. Le tout géré par un système digital. « *La solution de stockage et de gestion intelligente de l'énergie a été conçue par Cofely Ineo sous la marque GridPow'ER* » précise Engie.

Les batteries sont placées dans des conteneurs climatisés. Ces conteneurs, chargés de panneaux solaires et de batteries, en kit, peuvent être transportés facilement par voie maritime. La pollinisation solaire du monde entier depuis la France peut alors opérer.

[embed]<https://www.youtube.com/watch?v=R6llhvBMJSY/>[embed]

ENGIE est à l'origine de la création de [Terawatt initiative](#), une réponse au lancement de l'Alliance Solaire Internationale (ISA) par le Premier ministre indien Narendra Modi.

Isabelle Kocher souligne la pertinence de l'approche micro-grid pour un pays comme l'Indonésie qui est constitué de plus de 17.000 îles et peuplé de 250 millions d'habitants. De nombreux villages isolés africains, indiens et sud-américains (Amazonie, Andes) constituent eux aussi des îles virtuelles.

La chercheuse américaine Yan Xu, du laboratoire national d'Oak Ridge (Tennessee) utilise le mot "[islanding](#)" pour décrire cette approche visant la résilience locale des communautés. Soit exactement la philosophie [Swaraj](#) de Gandhi, résistant face au colonisateur britannique et père de l'indépendance indienne. Swa- « par soi-même », raj-,

« gouvernement ». Pouvoir devenir le maître de son destin énergétique est le signe d'une démocratie en bonne santé. « La vie sera un cercle dont le centre sera les individus » disait Gandhi. « C'est swaraj quand nous apprenons à nous contrôler par nous-mêmes. »

Dans le cadre d'un entretien publié le 7 mars 2016 et mené par les journalistes Sandrine Bajos et Hélène Haus, la CEO d'Engie, Isabelle Kocher, a expliqué dans [Le Parisien](#) la révolution stratégique en cours au sein du géant français de l'énergie : « pour mener à bien cette transformation, nous allons vendre 15 Mds€ d'actifs et développer les activités d'avenir, comme les renouvelables couplées avec du stockage et du digital. Les énergies renouvelables sont intermittentes, elles nécessitent donc d'être stockées. Et dans ce domaine, le digital a un rôle à jouer. » Engie va par ailleurs injecter 1,5 Mds€ pour le développement des nouvelles technologies solaires dans les trois années à venir.

Engie (ex-GDF-Suez) a changé de nom, mais pas que. Le nouveau slogan du groupe est : « le solaire éclaire maintenant le jour et la nuit ». Un pied de nez à la vieille rengaine des solaro-sceptiques. Pire, Isabelle Kocher, ingénieur des Mines, ose affirmer ceci : « l'avenir de notre groupe n'est ni dans le pétrole, ni dans le nucléaire, ni dans le gaz de schiste. Nous redessinent l'ensemble de notre portefeuille. » Une touche féminine au dossier énergétique, diffusée précisément le 8 mars, journée internationale de la Femme.

Isabelle Kocher, 49 ans, sera nommée, le 3 mai 2016, CEO (directrice générale) de ce mastodonte du CAC 40 qui compte plus de 150.000 salariés. Mère de 5 enfants Isabelle Kocher a tenu le 30 novembre 2015 sur [BFM TV](#), dans le cadre d'une interview animée par Stéphane Soumier sur le thème de l'avenir solaire, des propos d'une importance cruciale pour l'avenir de notre pays : « pour nous lever le matin nous avons besoin d'une bonne raison. Nous avons besoin de sens. Nous avons besoin de sentir que ce nous faisons tous les jours est utile ». Dans le contexte de la montée de la violence et de l'état d'urgence Isabelle Kocher

a ajouté : « Tous ces jeunes qui n'ont pas de racines, à qui on n'a offert ni vision ni espoir, ça doit nous interpellier. Les politiques sont en panne de projet à proposer, et ce n'est pas propre à la France. L'entreprise a son rôle à jouer ».

« Elon Musk n'en finit pas de faire des émules » remarque Manuel Moragues. Ce journaliste scientifique a révélé dès le 24 février 2016 dans [l'Usine Nouvelle](#) un projet particulièrement intéressant : « Interrogé sur son appréciation du potentiel du stockage résidentiel, le dirigeant (Antoine Cahuzac, Directeur Général, ndr) a annoncé qu'EDF EN lancerait "dès cette année" un système couplant photovoltaïque et batteries pour le résidentiel ».

Une information confirmée le 8 mars 2016 par le [blog spécialisé Tecsol](#) fondé par l'ingénieur André Joffre : « conformément à ce qu'a annoncé Antoine Cahuzac, une offre pour les particuliers combinant solaire et stockage sera effectivement proposée d'ici cet été en France. L'entité qui proposera ces offres aux particuliers dans le solaire sera EDF ENR Solaire ».

En Allemagne le nombre de raccordements de systèmes solaires PV + stockage batterie a dépassé les ventes de voitures électriques durant l'année 2015 souligne le site spécialisé [PV-magazine.com](#). Avec par exemple le système [BPT-S 5 Hybrid](#) mis au point par Bosch le niveau d'autonomie d'une maison de 4 personnes peut dépasser les 75% en Allemagne, ceci à l'échelle annuelle. L'entreprise bavaroise Sonnen GmbH (SonnenBatterie) a livré sa 10.000ème batterie début 2016 et s'intéresse à présent au marché américain.

Le marché australien s'annonce également très prometteur, pays où les incendies de végétation détruisent les lignes électriques lors des grandes périodes de sécheresse et où l'habitat est très dispersé, ce qui rend particulièrement coûteux le transport de l'électricité.

Elon Musk estime qu'il suffirait de 160 millions de Power-Packs Tesla pour alimenter totalement les Etats-Unis en électricité avec le solaire PV, et 2 milliards à l'échelle de la planète. Le MIT a montré qu'il n'y a aucun facteur limitant, ni surfacique, ni en matières premières, pour atteindre cet

objectif.

La compétition s'intensifie : selon The Guardian (UK) et Le Temps (Suisse) ARPA-E, un laboratoire du Département à l'énergie du gouvernement américain, aurait mis au point [une batterie révolutionnaire](#) de technologie «flow cell», grillant la priorité à Elon Musk.

« » (The Rolling Stones)

Au Pérou, Engie, via sa filiale SolaireDirect, vient de signer [un contrat solaire PV](#) à 4,4 c€/kWh (48,5 \$/MWh). Dans le sud de la France le grand solaire PV au sol est dès aujourd'hui à 7-8 c€/kWh. Soit presque deux fois moins que le nouveau nucléaire, qui lui pose beaucoup de soucis à EDF et à l'état français. Et qui en outre repose sur une ressource très rare, l'uranium 235. La révolution stratégique entreprise par Engie est particulièrement pertinente sur le plan économique et donc social.

Selon Isabelle Kocher « *le solaire est une solution très puissante, et à l'échelle de la planète* » (BFM). Et cette dirigeante visionnaire ajoute dans Le Parisien : « *le solaire va totalement transformer notre monde. Non seulement, son gisement est quasi illimité, mais en plus, il devient économiquement — et donc financièrement — rentable à exploiter* ».

Olivier Daniélo

14/03/2016

UNE RÉVOLUTION DANS LE DOMAINE DU STOCKAGE D'ÉNERGIE SUR DES PUCES MINIATURISÉES

Le vendredi 12 février paraissait dans la revue Science un article intitulé "Stockage miniaturisé de l'énergie : un procédé de fabrication compatible avec l'industrie, adaptable aux supports flexibles". Co-auteur de cet article, Christophe Lethien, Enseignant/Chercheur IEMN-IRCICA-Telecom Lille, a répondu à nos questions à propos de cette avancée dans le domaine industriel du stockage de l'énergie.

Techniques de l'Ingénieur :

Christophe Lethien : Mon collègue Patrice Simon travaille depuis 2010 avec Yury Gogotsi sur la mise au point de ces dispositifs. C'est en 2013 après une discussion avec Patrice que je lui ai proposé de faire des couches minces de carbure métallique (TiC) par pulvérisation à l'IEMN.

Nous avons été confrontés à trois difficultés bien distinctes. D'abord, la nécessité de contrôler les contraintes et la conductivité électronique des couches minces de TiC dès lors que l'on a essayé de faire des épaisseurs supérieures à 3 µm (contrôle des paramètres de dépôt lors de la croissance par pulvérisation).

La seconde difficulté a été de contrôler l'interface TiC/carbone poreux lors du traitement thermique par chloration pour avoir une couche adhérente sur le substrat.

Dernier défi : Faire une structure interdigitée par gravure avec des épaisseurs de TiC supérieures à 5 µm.

Cela fait quelques années que la recherche s'est penchée sur le développement de micro-dispositifs de stockage de l'énergie directement sur des puces électroniques. Peut-on parler de rupture technologique en ce qui concerne le dispositif que vous avez développé ? En quoi se démarque-t-il des dispositifs précé-

demment développés ?

Effectivement, il s'agit d'une rupture technologique avec des procédés de fabrication collective de microscondensateurs à l'échelle du wafer. Les procédés sont reproductibles et le contrôle de tous les paramètres de dépôt et de chloration nous permettent vraiment d'obtenir des performances remarquables à la fois en densité d'énergie et de puissance.

De plus, nous utilisons des matériaux peu coûteux (carbure de titane, silicium) au contraire de certains dispositifs publiés dans la littérature à base de métaux nobles ou d'oxydes de métaux nobles (or, oxyde de ruthénium, oignons de carbone) qui ne sont pas compatibles avec un transfert technologique vers des lignes de production de l'industrie du silicium (contamination, toxicité, cout prohibitif des matériaux).

Expliquez-nous en quoi la méthode de fabrication de ce dispositif est adaptée aux contraintes de l'industrie ?

Elle utilise des wafers de silicium (démonstration ici sur des wafers de 3 pouces de diamètre - dimension "compatible" laboratoire). Le dépôt de carbure de titane est effectué par pulvérisation cathodique DC, une méthode très répandue dans l'industrie de la microélectronique et qui permet de faire des couches minces sur des grandes surfaces. La gravure des structures interdigitées des microscondensateurs est réalisée par gravure sèche ICP/RIE, méthode de gravure plasma elle aussi disponible industriellement. La chloration des couches de TiC pour fabriquer le carbone microporeux est effectuée dans un four tubulaire. De cette

façon, tout a été pensé pour assurer ce transfert industriel.

Ce dispositif obtient le meilleur rapport énergie surfacique/puissance surfacique à ce jour. Pouvez-vous revenir sur cette performance et la mettre en perspective par rapport aux innovations préexistantes à ce niveau ?

Le matériau est extrêmement adhérent sur le substrat avec une taille de pores de carbone poreux contrôlée très précisément (à 0.1 nm près). Le procédé est très reproductible. Le procédé de gravure Laser utilisé par R.Kaner est très séduisant mais les microsupercondensateurs à base de graphène présentent une faible capacité surfacique. Pour augmenter leur performance, ce même groupe a proposé de coupler ce graphène obtenu par laser avec du dioxyde de manganèse.

En dépit d'une belle densité d'énergie, la densité de puissance chute très rapidement principalement à cause de l'épaisseur importante de MnO₂ déposée. Les microsupercondensateurs que l'on réalise avec les chercheurs Toulousains et Amienois sont pourvus d'électrodes de carbone poreux de forte capacité surfacique permettant donc de maximiser la densité d'énergie. Il s'avère aussi que la densité de puissance est elle aussi très importante. La couche de carbure de titane sous jacente à la couche de carbone microporeux agit comme collecteur de courant et sa conductivité électronique a été optimisée favorisant donc une bonne densité de puissance.

Expliquez-nous quelles pourraient être les applications de ces microsupercondensateurs au niveau industriel ? quels secteurs seront principalement concernés ?

Ces microsupercondensateurs pourraient être utilisés comme source d'énergie complémentaire d'une microbatterie au sein de noeuds de réseau de capteurs sans fil miniatures. Il faut imaginer des petits points d'accès radiofréquence à l'image de petits smartphones ou petits points d'accès wifi intégrés dans un volume réduit (quelques millimètres cube) et permettant de capter une information à mesurer (température, analyse de gaz, présence....). Un réseau de multiples objets miniatures permettrait de carto-

graphier une zone (site nucléaire pour pollution, analyse de gaz lors de guerre chimique, surveillance de départ de feu dans les forêts...).

Ces microcapteurs communicants ont nécessairement besoin de sources d'énergie pour fonctionner et une microbatterie, couplée à nos microsupercondensateurs pourraient assurer la distribution d'énergie en toute circonstance. Se pose le problème de la rechargeabilité.... En prélevant l'énergie dans l'environnement proche du capteur miniature (solaire, énergie lumineuse artificielle, gradient de température, vibration....), ces microdispositifs de stockage complémentaires pourraient être rechargés. Il est possible aussi d'imaginer des capteurs miniatures intégrés au sein de textiles intelligents pour surveiller les constantes vitales d'un être humain.

A plus long terme, même s'il se pose des questions d'éthique, on peut imaginer des petits objets miniatures (taille micrométrique) intégrant ces microsupercondensateurs (autonomie énergétique) et voyageant au sein du corps humain pour la délivrance locale de médicaments au plus proche d'une douleur par exemple.

Enfin, 6 laboratoires ont participé à ce projet. Pouvez-vous revenir rapidement sur la genèse de cette collaboration et la nécessité de ces collaborations dans l'innovation aujourd'hui ?

L'innovation se situe dans la maîtrise complète du processus de fabrication par des acteurs qui ont travaillé en étroite collaboration pour proposer ces dispositifs performants. Patrice Simon, Pierre Louis Taberna (CIRIMAT) et Yury Gogotsi (Université de Drexel) travaillaient depuis 2010 sur ces carbones microporeux (carbone dérivé de carbure - CDC), principalement sous forme massive.

Suite à l'intégration de l'IEMN (mai 2012) au sein du RS2E (réseau français sur le stockage électrochimique de l'énergie), nous avons décidé avec Patrice Simon, en 2013, de travailler sur la synthèse de films minces de carbure métallique par pulvérisation cathodique.

Ces films minces déposés à l'IEMN ont ensuite été chlo-

rés avec succès sur Toulouse par le LPCNO et le CIRIMAT qui ont aussi mesuré les performances électrochimiques et mécaniques. La gravure plasma des structures interdigitées a été réalisée à l'IEMN. Les analyses par microscopie électronique à transmission du TiC et des CDC ont été effectuées par Arnaud Demortière au LRCS à Amiens. Comme vous pouvez le constater, les compétences nécessaires à la fabrication et la caractérisation de ces micro-supercapacitors sont nombreuses et ne peuvent être maîtrisées au sein d'un unique laboratoire : l'action collective que l'on a menée a permis d'obtenir ces résultats. Je tiens à préciser que c'est vraiment grâce au RS2E que ce type d'actions a pu être mis en place. On ne peut que s'en féliciter.

16/02/2016

LA MÖ D'EVVELO : L'E-PLEIN SOLAIRE, S'IL VOUS PLAÎT

Finie la corvée d'aller faire le plein d'essence. L'Elf de la PME américaine Organic Transit a depuis le 1er février 2016 un concurrent européen, et plus précisément andalou : la « Mö » de la start-up coopérative Evovelo.

Avec ses 2 mètres de long et 1,40m de large, l'empreinte surfacique de la **Mö**, véhicule deux places, est faible. Ce qui est idéal un milieu urbain. Il s'agit d'un vélo évolué : les trois roues permettent une stabilité optimale (pas de risque de chute) et la carrosserie hyper légère protège de la pluie et du vent. La Mö ne pèse que 85 kilogrammes. Contre par exemple 445 à 473 kg pour le quadricycle Renault Twizy et plus de deux tonnes pour la Tesla Model S.

Cette légèreté a des conséquences très positives en permettant au solaire de jouer un rôle clé dans la propulsion ainsi que de réduire la capacité des batteries nécessaires pour le stockage de l'énergie.

Pas besoin de permis de conduire, la Mö est homologuée comme vélo à assistance électrique.

La batterie (48V x 15Ah = 720Wh) est amovible, on peut donc soit laisser le véhicule charger au soleil, soit charger la batterie dans son appartement en ville. « Les futures versions de la Mö seront équipés d'une batterie de 1000 Wh » indique Gonzalo Chomón, ingénieur et directeur d'**Evovelo**, joint par téléphone.

La batterie peut être chargée sur une prise ordinaire à 80% en une heure, et à 100% en deux heures. Les cellules photovoltaïques sur le toit totalisent une puissance de 200 Watts permettant à Malaga de collecter en 4 heures de pleine exposition au soleil 800 Wh et ainsi de parcourir 44 km en mode 100% électro-solaire, et le double avec assistance musculaire. « *Nous passeront prochainement à une version de 225 W de cellules solaires* » précise Gonzalo

Chomón.

Sur la base d'une consommation d'environ 18 Wh/km, l'autonomie est d'environ 40 km avec la batterie actuelle, bien entendu variable en fonction du relief et de la charge transportée. Cette autonomie peut être augmentée au moins par deux grâce au pédalage musculaire. Il est également possible de s'équiper d'une ou deux batteries supplémentaires si nécessaire. Le Mö permet d'atteindre une vitesse de pointe de 50 km/h.

[embed]https://www.youtube.com/watch?v=jApfU9p_FLc/[embed]

Le moteur, pour être en conformité avec la réglementation européenne sur les vélos à assistance électrique, est bridé à une puissance de 250 W sur routes plates. Mais il libère une puissance de 1200 W lors de la montée des pentes. La Mö est équipé de ceintures de sécurité, de rétroviseurs, de freins hydrauliques et offre un grand champs visuel optimisant la sécurité.

A Paris le taux d'occupation des voitures est d'1,4. La distance moyenne des trajets parcourus dans le cadre d'Autolib est de 9 kilomètres. Et la vitesse est limitée entre 30 et 50 kilomètres. Autrement dit Mö est parfaitement adapté pour la mobilité parisienne.

La Mö est en vente depuis le 1er février 2016 au prix net de 4500€. Evovelo étant une start-up en phase de lancement industriel, les livraisons sont effectuées 12 mois après la commande.

« La Tierra ya no puede esperar. Tú tampoco. Cambiate a la movilidad sostenible ya », tel est le slogan d'Evovelo, basé à Malaga. « La Terre ne peut plus attendre. Toi non plus. Passe à la mobilité durable, maintenant. ». Gonzalo Chomón pose la question : « utilisez-vous un lit géant pour dormir ? Non ? Alors pourquoi utiliser un véhicule de 1000

kilos pour vous déplacer ? ». Evovelo démontre qu'il est possible de disposer d'un vélo protégeant autant des aléas météorologiques qu'une voiture.

La Mö ? Une Mö-bilette particulièrement éco-intelligente.

Par Olivier Daniélo

08/02/2016